

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа ИШПР

Направление подготовки Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Применение микробиологических методов для повышения нефтеотдачи на примере нефтяного месторождения Мухто (Сахалинская область)

УДК 622.276.6:579.66(571.64)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Мешков Никита Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	к.х.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение нефтегазового дела	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

Томск – 2018 г

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Отделение нефтегазового дела

Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
Зятиков П.Н. _____

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Мешков Никита Андреевич

Тема работы:

Применение микробиологических методов для повышения нефтеотдачи на примере нефтяного месторождения Мухто (Сахалинская область)

Утверждена приказом директора ИШПР

Приказ № _____ от _____

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

Тексты и графические материалы отчетов геолого–технического отдела, фондовая и периодическая литература.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Общие сведения о методах увеличения нефтеотдачи. 2. Общие сведения о микробиологическом воздействии. 3. Анализ оборудования микробиологического воздействия. 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
<i>Финансовый менеджмент...</i>	Вера Борисовна Романюк, доцент ОНД, ТПУ
<i>Социальная ответственность</i>	Никита Сергеевич Абраменко, ассистент, ТПУ
<i>если вы консультировались у кого-то по иным разделам ВКР, внесите их сюда</i>	Хомяков Иван Сергеевич, доцент, ТПУ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С	К.Х.М		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Мешков Никита Андреевич		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22;
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20;

	технологических процессов и объектов	
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-8; ПК-23

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Мешков Никита Андреевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка затрат на установку и эксплуатацию скважин на месторождении Колендо, Сахалинская область.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	1. Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №212 от 24.07.2009 в ред. от 19.12.2016
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности закачивания микробов в пласт
2. Разработка устава научно-технического проекта	Составление мероприятий для проведения микробной обработки
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет капитальных и текущих затрат на закачку бактерий в пласт
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Технико-экономическое обоснование использования ММУН на Колендо

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Мешков Н.А		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Мешков Никита Андреевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является микробиологическое воздействие на пласт
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты; 	5.1 Производственная безопасность 5.2 Анализ вредных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте. 5.2.1 Превышения уровня шума 5.2.2 Превышения уровня вибрации 5.2.3 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. 5.3 Анализ опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте. 5.3.3 Электробезопасность. 5.3.2 Аппараты под давлением

<ul style="list-style-type: none"> – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	
2. Экологическая безопасность: <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	5.4 Экологическая безопасность 5.4.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения 5.4.2 Защита гидросферы 5.4.3 Защита литосферы 5.4.4 Твёрдые отходы
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 5.5.1 Анализ вероятных ЧС на месте проведения работ 5.5.2 Мероприятия, направленные на предотвращение ЧС, и порядок действий в случае его возникновения.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. 5.6.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства. 5.6.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Мешков Н.А		

Обозначения, определения, сокращения

ММУН – микробиологический метод увеличения нефтеотдачи

МУН – метод увеличения нефтеотдачи

ГИС – геофизические исследования скважин

ЦА – цементажный агрегат

ПЗП – призабойная зона пласта

ОГЛАВЛЕНИЕ

Реферат	13
Введение	14
1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
1.1 Геологическое строение месторождения и залежей	15
1.2 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия. Характеристика режима водонапорного бассейна	29
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов	38
1.4 Свойства и состав пластовых флюидов	54
2. Варианты применений микробиологических МУН	70
2.1 Сущность метода MEOR	70
2.2 Внедрение и перспективы развития	75
2.3 Примеры использования в других компаниях РФ	76
3. Суть технологии ММУН	81
3.1 Способы активации пластовой микрофлоры	82
3.3 Основные критерии выбора участков, на которых возможно и эффективно применение	85
3.4 Пилотный проект	87
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	89
4.2 Расчета экономического эффекта	90
5. Социальная ответственность	96
5.1 Производственная безопасность	97
5.2 Анализ вредных факторов	98
5.2.1 Превышения уровня шума и вибрации	98

5.2.2 Отклонение показателей климата на открытом воздухе.....	99
5.3 Электробезопасность	101
5.3.1 Аппараты под давлением.....	102
5.4 Экологическая безопасность	102
5.4.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения	103
5.4.2 Защита гидросферы.....	104
5.4.3 Защита литосферы.....	105
5.4.4 Твёрдые отходы	105
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	106
5.5.1 Вероятные ЧС на месте проведения работ	106
5.5.2 Мероприятия, направленные на предотвращение ЧС, и порядок действий в случае его возникновения	107
5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	108
5.6.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	109
5.6.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	110
Приложение А	112
Microbial activities and Micobial enhancement of oil recovery	112

Реферат

В течение последних десяти лет большое внимание уделялось оценке единичных промысловых применений различных составляющих MEOR. Однако о результатах применения конкретного процесса MEOR при большом разнообразии месторождений и производственных стратегий было опубликовано совсем незначительное количество работ. В результате нефтедобывающие компании достаточно осторожно относятся к технологии MEOR, полагая, что она еще не прошла обширных полевых испытаний на большом количестве объектов.

Настоящая работа содержит сведения, иллюстрирующие эффективность процесса MEOR, который успешно применялся в коммерческих проектах, охватывающих более 2000 продуктивных нефтяных скважин на территории США. В данной статье рассмотрена экономическая рентабельность применения MEOR, недостатки и положительные моменты использования этого метода на месторождениях с использованием поддержания пластового давления. Приведены несколько вариантов использования биоПАВ, и опыты других компаний в исследовании данного МУН так же рассматривается прогнозируемая актуальность использования данного метода увеличения нефтеотдачи на примере скважин месторождения Мухто.

Традиционные химикаты, такие как растворители и поверхностно-активные вещества (ПАВ), используются для увеличения подвижности нефти и способствуют ее извлекаемости. Растворители понижают вязкость нефти, делают ее более текучей, а ПАВ разрывают связи между нефтью и породой или между нефтью и водой, уменьшая силу поверхностного натяжения.

Введение

В течение последних десяти лет большое внимание уделялось оценке единичных промысловых применений различных составляющих MEOR. Однако о результатах применения конкретного процесса MEOR при большом разнообразии месторождений и производственных стратегий было опубликовано совсем незначительное количество работ. В результате нефтедобывающие компании достаточно осторожно относятся к технологии MEOR, полагая, что она еще не прошла обширных полевых испытаний на большом количестве объектов.

Методы микробиологического воздействия на нефтяные и газовые залежи (Microbial Enhanced Oil Recovery, MEOR) в качестве технологии повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) сравнительно широко распространены за рубежом, тогда как в России число скважино-операций MEOR неуклонно снижается, несмотря на огромный потенциал.

Микробные технологии основаны на использовании физиолого-биохимических особенностей микроорганизмов, вводимых в пласт: их способности расти в широком диапазоне температур, давления, солености в аэробных и анаэробных условиях и использовать для жизнедеятельности в качестве источника питания нефть. Биомасса микроорганизмов закачивается в нагнетательные скважины нефтяных месторождений на средней и поздней стадии разработки, на которых применение заводнения малоэффективно. В результате биосинтеза непосредственно в пласте бактерии образуют такие метаболиты, как газы, кислоты, поверхностно-активные вещества, способствующие улучшению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта и, как следствие, повышению нефтеотдачи.

Согласно статистике, микробиологические методы позволяют в среднем на 5-7% увеличить объем вовлекаемых в разработку запасов углеводородов

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В магистерской диссертации рассматриваются вопросы увеличения КИН путем закачки микробиологических добавок в пласт. Для рассмотрения выбраны скважина-кандидат нагнетательная (1 скважина) и 2 добывающих реагирующих скважины.

4.1 Исходные данные для расчета

Таблица 4.1 – Исходные данные

Показатели	Ед.измер	Нагнетательная скважина	Добывающая скважина X1	Добывающая скважина X2
Обработка Микробами	-	3	4	5
Среднесуточный дебит нефти:	тонн/сутки	-	3,98833819	2,57910448
Цена реализации нефти (внутр.рынок)	руб/тонн	16742	16742	16742
Межремонтный период скважин	сут	-	320	462

4.2 Расчета экономического эффекта

Расчет заработной платы рабочих бригады добычи нефти и газа

Затраты на заработную плату промышленно - производственного персонала (ППП) (бригада ПРС):

$$З_{з/п} = T_{норм} \times З_{сд}$$

где $T_{норм}$ – нормативное время на мероприятие, час;

$З_{сд}$ – сдельная тариф рабочих, руб.

Таблица 4.2–Тарифные ставки бригады ПРС

Машинист АКМ V р	73
Оператор добычи нефти и газа IV р	96,3
Итого (руб/час):	458,2

Таблица 4.3–Расчет заработной платы при проведении монтажа оборудования

1	2	3	4	5
Нормативное время на закачку раствора в нагнетательную скважину	час	-	2	-
Часовая тарифная ставка -Оператора ДНиГ IV разряда - Машинист АКМ	руб. руб.	-	96,3 73	-
Численность рабочих в бригаде добычи нефти и газа	чел	-	4	-
Премия	%	-	50	-
Районный коэффициент	%	-	180	-
Северная надбавка	%	-	80	-
Налог на прибыль	%	-	20	-
Страховые взносы	%	-	30	-
Стоимость микробного агента для 1 нагнетательной скважины	руб	-	180000	-

Показатели	Нормо-часы	Сумма заработной платы, руб
1 Подготовительно-заключительные работы (ПЗР)	2	
Итого по наряд-заданию	2	
Тарифная ставки, руб/бр-час		458,2
Премия (50,0%)		229,1

Районный коэффициент (180,0%)		824,76
Северная надбавка (80,0%)		366,56
Итого по тарифу, руб/бр-час		1878,06
Итого сдельный заработок (итого*2 часа)		3756

Страховые взносы

Затраты на страховые взносы

$$З_{\text{соц}} = З_{\text{з/п}} \times a_1 = 3756 \times 0,3 = 1126,8 \text{ рублей}$$

Где:

a_1 – норма страховых взносов, %.

Затраты на аренду спецтехники

Для работ по монтажу оборудования используется ЦА-320 [АНЦ-320, УНБ-125х32] предназначен для нагнетания рабочих жидкостей. Стоимость аренды составляет 2200 рублей в час.

Стоимость аренды для монтажа оборудования составляет

$$З_{\text{спец}} = V_p \times C = 2200 \times 2 = 4400 \text{ рублей}$$

Затраты на мероприятие прямые

Таблица 4.4 – статьи затрат

Статьи затрат	Сумма, руб
1. Закупка микробного агента	105000
2. Заработная плата	3756
3. Страховые взносы	1126,8
4. Затраты на аренду спецтехники	4400
5. Доставка до месторождения	25000

6. Технологическое сопротивление (Командировка специалистов)	180000
Итого	319282

Дополнительно добытая нефть :

Дополнительно добытая нефть на скважине X1:

$$Q_{\text{доп}} = Q_{\text{н.п.обр}} - Q_{\text{нач}} * A = 2,6311 - 2,5058 * 320 = 40,096 \text{ м}^3$$

Где :

$Q_{\text{н.п.обр}}$ – добываемая нефть после обработки нагнетательной скважины ,
м³/сут ;

$Q_{\text{нач}}$ – добываемая нефть до обработки , м³/сут ;

A – МРП скважины , сут

Дополнительно добытая нефть на скважине X2:

$$Q_{\text{доп}} = Q_{\text{н.п.обр}} - Q_{\text{нач}} * A = 4,1877 - 3,8440 * 462 = 158,78 \text{ м}^3$$

Условно дополнительная добытая нефть за 320 дней :

$$Q_{\text{доп}} = Q_{\text{н.п.обр}} - Q_{\text{нач}} * A = 4,1877 - 3,8440 * 320 = 109,984 \text{ м}^3$$

Т.е суммарно добытая дополнительная нефть с 1 обработанной нагнетательной скважины :

$$109,984 + 40,096 = 150,08 \text{ м}^3$$

Где :

$Q_{\text{н.п.обр}}$ – добываемая нефть после обработки нагнетательной скважины ,
м³/сут ;

$Q_{\text{нач}}$ – добываемая нефть до обработки , м³/сут ;

A – МРП скважины , сут

Общие затраты на мероприятие

Для варианта 2:

$$Z_{\text{общ}} = 180000 + 25000 + 4400 + 1126,8 + 3756 + 105000 = 319282$$

рублей

Условно-переменные расходы, связанные с дополнительным объемом нефти

Затраты связанные с дополнительной добычей нефти:

Для скважины X1:

$$З_{\text{доп}} = Q_{\text{доп}} \times З_{\text{пер}} = 40,096 \times 31,90 = 1279 \text{ рублей}$$

Для скважины X2:

$$З_{\text{доп}} = Q_{\text{доп}} \times З_{\text{пер}} = 109,984 \times 31,90 = 3508 \text{ рублей}$$

Где:

$Q_{\text{н доп}}$ – объем дополнительно добытой нефти, т;

$З_{\text{пер}}$ – условно-переменные затраты на добычу 1 т нефти, руб/т.

Экономический эффект от внедрения мероприятия

$$\mathcal{E} = B_{\text{доп}} - З_{\text{общ}}$$

Для скважины X1

$$\mathcal{E} = (40,096 \times 16746) - 1279 = 670168 \text{ руб/год};$$

Для варианта 3:

$$\mathcal{E} = (109,984 \times 16746) - 3508 = 1838284 \text{ руб/год};$$

Прибыль предприятия балансовая

Прибыль, которую получит предприятие при внедрении метода увеличения нефтеотдачи за счет дополнительно добытой нефти и изменения себестоимости добычи нефти определяется по формуле (прибыль балансовая):

Для скважины X1:

$$П_6 = (Ц - C_2) \times (Q_1 + Q_{\text{доп}}) - (Ц - C_1) \times Q_1 = (16746 - 31,90) \times (941,37 + 40,096) - (16746 - 29,70) \times 941,37 = 6666967 \text{ рублей}$$

Для скважины X2

$$П_6 = (Ц - C_2) \times (Q_1 + Q_{\text{доп}}) - (Ц - C_1) \times Q_1 = (16746 - 31,90) \times (1455 + 109,984) - (16746 - 29,70) \times 1455 = 16667418 \text{ рублей}$$

Где: Ц – цена реализации нефти, руб;

C_1 и C_2 – себестоимости добычи нефти соответственно до и после внедрения микробной обработки, руб.;

Q_1 – годовой объем добычи нефти по предприятию до внедрения гидроразрыва, т;
 $Q_{н\text{ доп}}$ – дополнительная добыча нефти, т.

Налог на прибыль

Для скважины X1:

$$H_{\text{пр}} = 6666967 * 0,20 = 1333393 \text{ рублей};$$

Для скважины X2:

$$H_{\text{пр}} = 16667418 * 0,20 = 3333483 \text{ рублей};$$

Прибыль чистая

Прибыль чистая (прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия)

Для скважины X1:

$$П_{\text{ч}} = П_{\text{б}} - H_{\text{пр}} = 6666967 - 1333393 = 5333574;$$

Для скважины X2:

$$П_{\text{ч}} = П_{\text{б}} - H_{\text{пр}} = 16667418 - 3333483 = 13333935$$

Суммарная прибыль с 2х скважин :

$$5333574 + 13333935 = 18667509$$

Срок окупаемости затрат на проведение оптимизации:

Для варианта обеих скважин:

$$T_{\text{ок}} = \frac{З_{\text{общ}}}{П_{\text{ч}}} = \frac{319282}{18667509} = 2 \text{ месяца}$$

Технико – экономические показатели оптимизации режима работы скважин

Таблица 4.5 - Технико – экономические показатели проведения оптимизации

Показатели	Ед.изме р	Скважина X1	Скважина X2
------------	--------------	----------------	-------------

1 Годовой объем добычи нефти	т	941	1455
2 Объем дополнительной нефти	т	40,096	109,984
3 Среднесуточный дебит	т/сут	2,5	3,6
4 Продолжительность технологического эффекта	сут	400	400
5 Себестоимость добычи 1 т нефти	руб	31,9	31,9
6 Затраты на мероприятие, всего в том числе:	руб	-	319282
7 Экономический эффект	млн.руб	0,67	1,83
8 Прибыль чистая	млн.руб	-	18,6
9 Налог на прибыль	Млн.руб	-	1,6
10 Срок окупаемости прямых затрат на мероприятие	сут	-	60

5. Социальная ответственность

На данный момент эффективность извлечения нефти основными методами разработки, считается неудовлетворительной, учитывая, что потребление нефтепродуктов растет во всем мире. Поэтому внедрение современных методов увеличения нефтеотдачи является актуальным и растет с каждым годом. Приоритетным направлением в нефтедобыче является развитие современных интегрированных методов увеличения нефтеотдачи, которые смогут обеспечить высокий коэффициент нефтеотдачи на уже разрабатываемых, а также новых месторождениях.

Водогазовое воздействие является одним из таких методов, к которому каждый год растет все больший интерес. Также этот метод интересен с точки зрения утилизации попутного газа. Водогазовое воздействие одним из методов утилизации газа путем закачки его обратно в пласт для поддержания пластового давления. Обслуживают установки по закачке газа в пласт операторы поддержания пластового давления. Данная установка улучшает экологическое состояние месторождения, однако, имеет некоторые вредные факторы при работе с ней. Например, повышенная вибрация и шум.

5.1 Производственная безопасность

Таблица 1 – Опасные и вредные факторы при микробиологическом воздействии на пласт.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Компрессорные установки; 2. Фонтанная арматура; 3. Трубопроводы и различные коллекторы; 4. Различные электроустановки и трансформаторы. 5. Пуск компрессорной станции. 6. Обслуживание насосных установок	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.	1. Аппараты под давлением; 2. Электрический ток;	1. СанПиН 2.2.4-548-96 2. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ и ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. 3. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. 4. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ 5. ГОСТ 12.2.061-81

5.2 Анализ вредных факторов

5.2.1 Превышения уровня шума и вибрации

В рабочем помещении, в котором расположены насосно-компрессорные установки, которые создают уровень звукового давления в децибелах, превышающий допустимый уровень шума, согласно требованиям ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ «Шум. Общие требования. Норма для помещения управления» составляет 75 дБА.

Индивидуальные мероприятия для устранения уровня шума согласно ГОСТ 12.4.051 могут быть: наушники, противοшумные вкладыши, шлемы и каски перерывы на отдых от данного помещения.

Защита от шума при работе на ПК обеспечивается:

- установкой газоперекачивающих агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматики, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Защита от вибрации обеспечивается:

- балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов;
- устройством виброгасящих опор и фундаментов.

К методам и средствам коллективной защиты согласно ГОСТ 12.1.029 могут быть применены в данном случае звукоизолирующие кожухи, кабины, выгородки, а также рациональное размещение рабочих органов и рабочих мест.

Компрессорные установки создают определенный уровень вибрации. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности".

Со временем, так как эти вибрации имеют постоянный характер, вибрации от работы компрессоров могут усилиться из-за износа оборудования, в особенности элементы крепления. Для частичного устранения этих вибраций рекомендуется установить прокладки из резины, асбеста, резины между полом и самим компрессором в качестве коллективной меры защиты.

Операторов по поддержанию пластового давления в обязательном порядке снабдить виброобувью и виброручкавицами.

5.2.2 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

При нарушении герметичности трубопроводов, запорной арматуры происходят утечки газа, конденсата, нефти. Газ, конденсат, нефть представляют собой смесь углеводородов C1-C7+в, и других компонентов. Поэтому основная задача оперативного персонала своевременно обнаружить место порыва и принять незамедлительные меры по локализации и отключению поврежденных участков.

При необходимости производства работ в месте, где произошел порыв и утечка продукта, до начала огневых работ должен быть убран весь грунт, пропитанный продукцией в радиусе не менее 30 м. При этом производится снятие специальной техникой загрязненного слоя почвы и вывоз его на полигон утилизации отходов. После выполнения ремонтных работ, вывезенная почва восполняется новой.

Во время эксплуатации КС могут происходить следующие выбросы в атмосферу:

- выхлопные газы от двигателей Waukesha;
- сброс пускового газа;
- сбросы с предохранительных и регулирующих клапанов;
- выбросы на факел высокого давления;
- выбросы на свечу.

Выброс выхлопных газов происходит через выхлопной коллектор по 1 точке выброса для каждого агрегата.

Выбросы с предохранительных клапанов могут происходить при повышении давления в сосудах, работающих под давлением и трубопроводах, выше разрешенного и срабатывании клапанов в течение нескольких секунд.

Выбросы на свечу. Газ горючий природный сбрасывается с технологического оборудования, трубопроводов и сепараторов при пусках и остановках поршневых агрегатов при проведении ремонтных работ.

Характеристика выбросов в атмосферу приведена в таблице 2.

Наименование сброса	Количество выбросов по видам		Условия (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов
	-	м3/год		
Азот	-	50		
Линейные выбросы через не плотности во фланцевых соединениях арматуры и трубопроводов.	Точное значение выбросов в атмосферу через не плотности во фланцевых соединениях арматуры и трубопроводах определяется при лабораторных исследованиях			
Вентиляционные выбросы	-	-	в атмосферу	постоянно

При нормальной эксплуатации выбросы попутного газа отсутствуют. Незначительные выбросы газа возможны при разгерметизации оборудования. Необходимо периодически проводить поиск утечек газа.

5.3 Электробезопасность.

При закачке газа в пласт заряды статического электричества в большинстве случаев образуются при движении нефтепродуктов и газов по трубопроводам, при сливо-наливных операциях, заполнении или освобождении емкостей, дросселировании потоков газов, пропаривании и других операциях. Электростатические разряды, возникающие в условиях взрывоопасных сред,

могут привести к взрывам, а возникновение высоких потенциалов представляет опасность для жизни обслуживающего персонала.

Опасность действия статического электричества должна устраняться тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращающая накопление энергии заряда выше уровня 0,4 А в мин.

Для защиты от накопления и проявления зарядов статического электричества на оборудовании, на теле человека и на перекачиваемых веществах должны предусматриваться, с учетом особенностей производства, следующие меры, обеспечивающие стекание возникающих зарядов:

а) отвод зарядов путем заземления корпусов оборудования и коммуникаций, а также обеспечения постоянного электрического контакта нефтепродуктов и тела человека с заземлением;

б) отвод зарядов путем уменьшения удельных, объемных и поверхностных электрических сопротивлений;

в) нейтрализация зарядов путем использования радиоизотопных, индукционных и других нейтрализаторов.

Все электропроводящие части технического оборудования должны быть заземлены независимо от того, применяются ли другие меры защиты от статического электричества.

5.3.1 Аппараты под давлением

Эксплуатация производств и объектов нефтяной и газовой промышленности разрешена только после получения лицензии органов Ростехнадзора (лицензия ВП-00-009985 (ДКНСХ) от 24.04.2009).

Аппараты и сосуды, находящиеся под давлением, используемые подъемные механизмы, приспособления и установки подконтрольные органам Ростехнадзора, должны быть зарегистрированы, подвергаться техническому

освидетельствованию и экспертизе промышленной безопасности в установленном порядке.

Меры по предотвращению возникновения опасных и вредных производственных факторов предусматриваются планами проведения ремонтных работ, производственными инструкциями, выполнением требований промсанитарии, соблюдением ПТЭ. Контроль за соблюдением требований промышленной безопасности осуществляется согласно «Положению о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах», утв. директором ГПУ от 22.03.2000г.

5.4 Экологическая безопасность

Раздел охраны окружающей среды разработан в соответствии с действующими нормативными документами и законодательством в области охраны окружающей природной среды.

Воздействие намечаемой деятельности на окружающую среду будет заключаться в:

- воздействию на атмосферный воздух;
- воздействию на водную среду;
- использовании территории, воздействию на почвы и растительность;
- воздействию на животный мир;
- образовании отходов.

5.4.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения

Воздействие на атмосферный воздух в период строительства характеризуется как временное и локальное. Выбросы при строительстве от работы дорожно-строительной техники, при сварке, покраске.

Основными источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу при эксплуатации будут являться:

- факел;
- резервный дизельгенератор ДЭС-200;
- ГДЭС-1 МВт (2 шт.);
- буферные емкости нефти 50 м³(2 шт.);
- неплотности нефтяного оборудования;
- база ГСМ и топливораздаточные колонки (ТРК);
- проезд автотранспорта;
- ОБП;
- неплотности оборудования БКНС;

Загрязняющие вещества (ЗВ), выбрасываемые в атмосферу от планируемых объектов относятся к 1 – 4 классам опасности.

Удаленность месторождения от населенных пунктов, равнинность территории создают благоприятные условия для рассеивания ЗВ в приземном слое атмосферы. Валовый выброс ЗВ в атмосферу от постоянных источников на полное развитие ориентировочно составит 433.64 тонн/год.

Источники выброса ЗВ в атмосферу рассредоточены на площади разработки месторождения, что способствует рассеиванию ЗВ в приземном слое атмосферы.

5.4.2 Защита гидросферы

Охрана водной среды будет заключаться в контроле герметичности трубопровода, и своевременном сборе нефти при аварийной ситуации в дренажные емкости.

Для охраны поверхностных и подземных вод от загрязнения с поверхности планируемых площадок строительства эксплуатационных скважин предусмотрен сбор производственно-дождевых сточных вод в заглубленные дренажно-канализационные емкости с последующим вывозом их и жидких

отходов бурения из шламовых амбаров на очистные сооружения производственных стоков.

Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения должны соответствовать требованиям санитарных правил «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения. СП 2.1.5.1059-01», утверждённым Главным государственным санитарным врачом РФ 16 июля 2001 г., введённым в действие с 1 октября 2001 г.

В целях снижения негативного воздействия на водную среду при разработке месторождения предусматриваются следующие мероприятия:

- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных горизонтов;
- обваловка кустовых и нефтесборных площадок;
- организация зон санитарной охраны артезианских скважин;
- повторное (оборотное) использование воды при строительстве и освоении эксплуатационных скважин;
- применение сорбентов и микробов-деструкторов аборигенной микрофлоры для борьбы с возможными разливами нефти на земную поверхность;
- сбор производственно-дождевых стоков на нефтесборных площадках в дренажно-канализационные ёмкости с последующим вывозом на очистные сооружения.
- сбор и обезвреживание жидких отходов бурения;
- применение антикоррозионной защиты нефтепровода;
- обеспечение мероприятий, контролирующих герметичность оборудования.

Реализация перечисленных мероприятий обеспечит рациональное использование водных ресурсов и позволит снизить до минимума негативное воздействие разработки месторождения на поверхностные и подземные воды.

5.4.3 Защита литосферы

В процессе эксплуатации установки образуются твердые отходы, производятся выбросы в атмосферу газообразных продуктов, а также производится сброс сточных вод.

5.4.4 Твёрдые отходы

Твердые отходы образуются в результате ремонта и обслуживания оборудования, содержания санитарно-бытовых помещений. Жидкими отходами производства являются отработанное масло с компрессоров и насосов. Откачка масла из агрегатных маслобаков производится в дренажную емкость. Для слива небольшого количества с лубрикаторной системы предусмотрена дренажная емкость для каждого ПК. Характеристика твердых и жидких отходов приведена в таблице 3.

Таблица 3 - Твердые отходы

Наименование	Потребность на год	Периодичность замены	Единовременная загрузка
Ветошь	12кг	При техобслуживании	-
Пленка полиэтиленовая	50м ²	При техобслуживании	-

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.5.1 Вероятные ЧС на месте проведения работ

Для месторождения С, расположенное на севере Томской области, характерны сильные заморозки (до -45°C), сильные метели, короткое лето (50 дней).

При работе с компрессорной установкой оператор по поддержанию пластового давления подвержен опасности взрыва/прорыва трубопроводов из-за гидратообразования, которые образуют пробку в трубопроводе, что в свою очередь ведет к прорыву газа под высоким давлением (сотни МПа).

Наиболее типичной чрезвычайной ситуацией является разлив нефти или выброс газа вследствие неправильной работы установки. Крупномасштабные пожары вследствие разлива нефти или выброса газа.

А также в процессе эксплуатации лицензионного участка возможны следующие аварийные ситуации:

- открытое фонтанирование нефти из скважин;
- порывы нефтесборной сети.

В результате открытого фонтанирования может быть выброшено на поверхность почвы несколько десятков тонн нефти. В этом случае возможно и попадание ее в открытые водоемы и в подземные горизонты. Это самый опасный вид аварии. При разливе нефти в окружающую природную среду принимаются меры к быстрой локализации аварии, сбору нефти и ликвидации последствий загрязнения природной среды.

Ниже описаны мероприятия, направленные на недопущение разлива, ликвидацию разлитой нефти.

5.5.2 Мероприятия, направленные на предотвращение ЧС, и порядок действий в случае его возникновения

Для предупреждения возможных аварий предусматривается:

- вскрытие нефтяных пластов с установкой превенторов - противовыбросовых устройств на устья скважин;
- оснащение трубопровода автоматическими системами обнаружения утечек, оперативного оповещения и отсекаания поврежденных участков труб. На участках трубопроводов, расположенных в водоохранных зонах или участках поймы, трубопроводы оборудуются задвижками;
- создание специально обученного подразделения по ликвидации аварий и их последствий;

- применение трубопровода с наружным и внутренним антикоррозийным покрытием;
- организация мониторинга за коррозионным состоянием трубопровода;
- проведение планово-предупредительного ремонта (ППР) эксплуатируемого оборудования. Служба ППР обеспечивается средствами диагностики, позволяющими определять состояние оборудования и трубопроводов, очередность и технологию ремонта.

При аварийном разливе нефти на суходоле производится:

- ликвидация (заглушка, перекрытие) источника разлива в течение суток;
- локализация растекания нефти по земной поверхности прокладкой сборных канав, устройством ям-ловушек в течение двух суток;
- откачка и вывоз их на очистные сооружения месторождения.

Для более полного сбора нефти наряду с механическими средствами применяются адсорбирующие материалы: пенополиуретан, перлит.

Для сбора нефти с поверхности воды рекомендуется использовать сорбирующие материалы многоразового использования для сбора разлитых нефти и нефтепродуктов, выпускаемые фирмой «ЭКОсервис-НЕФТЕГАЗ», г. Москва. Суперсорбент и Мульти-С выпускаются в виде 5-ти метровых секций сорбирующих бонов диаметром 10 см и 20 см, а также в виде 10-м секций сорбирующих бонов диаметром 10 см и 20 см. Конструкция сорбирующих боновых заграждений обеспечивает их длительную плавучесть после полного насыщения нефтепродуктами.

5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Разработка месторождений нефти и газа в Западной Сибири, относится работам по извлечению трудно добываемых полезных ископаемых, которые расположены в труднодоступной местности. Поэтому данный вид деятельности в данном регионе Российской Федерации имеет ряд своих особенностей.

Поэтому осуществление правового регулирования труда рабочих, в данной отрасли и в данном субъекте Российской Федерации, соблюдается с учетом норм, которые были установлены в работах 297-302 Трудового кодекса Российской Федерации, глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом». Кроме того, учитываются нормы, установленные главой 50 Трудового кодекса «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям», статьи с 313 по 327.

Существует ряд характерных особенностей, относящихся к правовому регулированию труда в нефтегазовой отрасли. Среди них можно выделить:

- Величина рабочего времени;
- Величина времени отдыха;
- Заработная плата;
- Охрана труда.

Российским законодательством работникам за тяжелые работы и работы с вредными и опасными условиями предусмотрены следующие льготы и компенсации:

- ежегодный дополнительный отпуск минимальной продолжительности 7 календарных дней (ст.117 ТК РФ, Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870 «Об установлении сокращенной продолжительности рабочего времени, ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска, повышенной оплаты труда работникам, занятым на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными и иными особыми условиями труда»);

- повышение оплаты труда - не менее 4% тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда (ст. 147 ТК РФ, Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870);

- сокращенная продолжительность рабочего времени - не более 36 часов в неделю (ст. 92 ТК РФ, Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870);
- выдача молока и лечебно-профилактического питания (ст. 222 ТК РФ);

Работникам могут быть установлены дополнительные по сравнению с законодательством трудовые и социально-бытовые льготы и компенсации за работу в неблагоприятных условиях труда за счет собственных средств работодателя. Перечень и размер дополнительных льгот фиксируется в коллективном договоре.

В случае обеспечения на рабочих местах безопасных условий труда, подтвержденных результатами аттестации рабочих мест по условиям труда или заключением государственной экспертизы условий труда, компенсации работникам не устанавливаются (ст.219 ТК РФ).

5.6.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Порядок допуска персонала к работе определен Трудовым кодексом РФ от 26.12.2001г., «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03) Госгортехнадзор России № 256 от 05.06.03 г., ГОСТом 12.004-90 "Организация обучения безопасности труда, «Положением о порядке подготовки и аттестации работников организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, утв. 29.01.2007 №37 и предполагает наличие у специалистов образования, соответствующего профилю работы, а у рабочих – соответствующей профессиональной подготовки.

Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж. Целевой инструктаж – указания по безопасному выполнению конкретной работы в электроустановке, охватывающие категорию работников, определенных нарядом или распоряжением (от выдавшего наряд – до члена бригады). Без проведения целевого инструктажа допуск к работе не разрешается.

Целевой инструктаж при работах по наряду (распоряжению) проводят:

1. выдающий наряд – ответственному руководителю (если он не назначается производителю работ или наблюдающему);
2. допускающий – ответственному руководителю работ, производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;
3. ответственный руководитель работ – производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;
4. производитель работ (наблюдающий) – членам бригады.

При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий).

5.6.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Порядок подготовки и выполнения газоопасных, огневых и аварийно-ремонтных работ на компрессорной установке, определены «Типовой инструкцией по организации безопасного проведения газоопасных работ», утв. Госгортехнадзором 20.02.85г., «Типовой инструкцией по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах. РД 09-364-00 №38», утв. Госгортехнадзором России. Постановление № 38 от 23.06.00г.

Технологический процесс на КС должен вестись в соответствии с разделом настоящего «Регламента...» «Нормы технологического режима», соблюдая требования правил, положений и инструкций по охране труда и технике безопасности.

Список литературы

Приложение А

Microbial activities and Microbial enhancement of oil recovery

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Мешков Н.А		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Хомяков И.С	Кандидат химических наук		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Уткина А.Н	Кандидат философских наук		

Tomsk 2018

1 Microbial enhancement of oil recovery (MEOR)

1.1 EARLY EXPERIMENTS ON MEOR

The first suggestion that bacteria might have a useful role in enhanced oil recovery came from Beckman in 1926. Claude ZoBell followed up the suggestion with an extensive series of laboratory experiments. He used cultures of sulphate-reducing bacteria designated as *Desulfovibrio hydrocarbonoclasticus* and *D. halohydrocarbonoclasticus*, claiming that treatment of oil-bearing formations with bacteria could potentially release oil by a number of mechanisms. Crude oil hydrocarbons were utilized by bacteria, leading to the production of carbon dioxide and acids. The acids reacted with rock carbonates, increasing permeability and producing more carbon dioxide.

Carbon dioxide, and other gases which might be produced, increased reservoir pressure and dissolved in the oil, forcing it to swell and reducing its viscosity, thus aiding displacement. It was also reported that the growth of bacteria on the surface of oil-bearing rocks in contact with nutrient media led to films of oil forming on the (aqueous) liquid surface, and it was suggested that displacement of oil from surfaces by bacterial growth was occurring. Some degree of oil utilization was reported and it was suggested that oil viscosity fell as a result of a reduction in the average molecular weight of oil components. The bacteria were also said to produce surface-active agents, reducing surface tensions from about 70 to about 50mN/m, thus potentially aiding oil release. MacKenzie [1]

Beck , using similar bacteria, found that utilization of oil was slow, and was unable to demonstrate enhanced oil release attributable to bacteria in model systems. Updegraff and Wren , working in consultation with petroleum engineers, were unable to demonstrate consistent enhancement of oil release by sulphate-reducing bacteria alone under conditions relevant to reservoir operations. La Riviere (1955) expressed some reservations about ZoBell's conclusions but was able to demonstrate the reduction of surface tension by a number of bacteria. He pointed out that peptone, used

by ZoBell, would itself reduce surface tension. On the other hand, Updegraff and Wren and Updegraff (1957) patented techniques in which a variety of other organisms including *Escherichia coli*, *E. freundii*, *Aerobacter aerogenes* and members of the genera *Clostridium* and *Bacillus* or sulphate-reducing bacteria in conjunction with other types, were claimed to produce significant enhancements of oil release when supplied with carbohydrates and mineral nutrients.

1.2 POSSIBLE MECHANISM OF OIL RELEASE

The early publications of ZoBell proposed a series of possible mechanisms by which bacteria might release oil: several more have been added since. Not all are equally plausible.

Modification of reservoir permeability by acids. Many bacteria certainly produce acids under anaerobic conditions. Many reservoir rocks consist partly or entirely of carbonate. Bacterial action may result in dissolution of reservoir rock carbonate and changes visible to the naked eye can be produced in calcite and dolomite cores by bacterial action, but it is not obvious that effects on permeability will necessarily prove favourable. There is a danger that fine particles, released by acid, might be swept into pore throats resulting in plugging. Extensive dissolution of a pure carbonate rock would require massive amounts of acid and hence of substrate. Acid might well preferentially attack the largest channels and there appear to be signs of this in the photographs presented by Bubela. This would increase permeability but would result in bypassing most of the oil. On the other hand, production of acid resulting in pore enlargement might well be favourable where the vital region immediately round the injection well has become partly plugged, and Johnson appears to have exploited this possibility.

2. Repressurization by production of carbon dioxide, hydrogen, methane, nitrogen. This seems a plausible mechanism and many field trials report pressure increases on bacterial treatment, sometimes of substantial magnitude and duration. Yarbrough and Coty (1983) reported that *Clostridium aceto-butylicum* could generate pressures up to 8-8 MPa in laboratory culture in the absence of a gas phase, mainly due

to production of hydrogen which has a very low solubility in water. Carbon dioxide generated from rock carbonate could contribute to this mechanism.

3. Solution of gases in oil resulting in swelling and decreased viscosity. Gases, particularly carbon dioxide, dissolve in oil under pressure, reducing its viscosity and increasing its volume. An increase in volume of sufficient magnitude might free some oil from ganglia and the effect on oil viscosity might be useful.

4. Reduction of oil viscosity by degradation of large molecules. Singer et al. (1983) isolated an aerobic organism, designated H13, which reduced the viscosity of heavy crude by as much as 98%. Part of this reduction was due to formation of an oil-water emulsion under the influence of a glycolipid surfactant. The surfactant alone reduced viscosity by about half, the remaining effect being apparently due to changes in oil composition, as yet only partly characterized (Donaldson, 1982). Similar results have been reported by Zhang and Quin (1983). These reports serve to demonstrate that bacteria can reduce oil viscosity, apparently by selective degradation as well as by emulsion formation, but as yet there is no demonstration that this is possible under the anaerobic conditions pertaining in the reservoir and the persistent emulsions generated would be disadvantageous.[2]

5. Reduction of oil-water interfacial tension by surfactants. The introduction of chemical surfactants into the reservoir together with the waterflood forms the basis for a well-known EOR technique. The production of surfactants of different chemical types by a variety of bacteria is well documented. Many of the cultures used for MEOR operations are reported to reduce the surface tension of culture broths. However, where interfacial tension measurements have been reported for bacterial surfactants, the values with one exception fall far short of that required to effect oil mobilization under reservoir conditions. The operation of this mechanism is thus hypothetical.

6. Dissolution of oil by solvents e.g. alcohols and ketones. It seems unlikely that appropriate substances would be produced in high enough concentrations to dissolve oil but they might act as co-surfactants, modifying the behaviour of the surfactant itself.

7. Sulphonation of oil by bacteria. Sulphonated petroleum fractions are used as surfactants for EOR. No evidence exists of bacterial surfactant production in this way.

8. Displacement of oil from rock surfaces by bacterial growth. Most reservoir rocks are water-wet. The oil is trapped by pore throats rather than stuck to a surface. The mechanism might operate in oil-wet rocks.

9. Increase in viscosity of the aqueous phase caused by bacterial polymers. Polymers, mainly of bacterial origin, are already used to increase the viscosity of injected water. Polymers can be produced under anaerobic conditions so it is feasible to consider their production in situ.

10. Selective plugging of regions of high permeability. If permeability variations are a serious problem this is a highly plausible mechanism. Bacterial cells can block pores either directly or by producing extracellular slimes .

1.3 CONDUCTING MEOR OPERATIONS

As a result of early laboratory experiments a picture emerged on the way in which an MEOR operation might be conducted in the field. The work of ZoBell (1946, 1947a, b, 1953) had placed emphasis on sulphate-reducing bacteria and on utilization of crude oil as a substrate for growth. Later workers had difficulty in demonstrating oil utilization under anaerobic conditions and sometimes found that sulphate-reducing bacteria were ineffective at removing oil and were likely to cause a variety of problems . Emphasis therefore shifted to the use of other bacteria, either strict or facultative anaerobes, and to the provision of a carbohydrate substrate, usually molasses, or an organic acid such as lactate, for growth together with

a range of mineral nutrients . Hitzman (1962) pointed out that certain problems might arise if vegetative cells, injected together with nutrients, were used as the

inoculum. Growth would begin in the vicinity of the well where, for geometrical reasons, large volumes of fluid would pass through a very small cross-sectional area of rock. Plugging of the formation at this point by cells or metabolic products would be particularly detrimental (Crawford, 1983), whereas the beneficial effects of bacterial growth and metabolism would be most effective further into the reservoir. Vegetative cells are susceptible to environmental hazards, such as high shearing forces, especially in the absence of nutrients, and Hitzman proposed to overcome these problems by first injecting the inoculum in the form of spores, introducing nutrients only after the spores had penetrated deep into the formation. He pointed out that spores penetrated sandpacks more readily than vegetative cells, an observation confirmed by later reports. Later, as an alternative way of avoiding plugging, he proposed injecting the inoculum into the brine layer below the oil-bearing formation, the injection well being shut off from the brine layer. The inoculum would, it was claimed, grow at the oil-water interface, repressurizing the reservoir by producing methane for a 10-30-year period, but causing no dangers of plugging because bacterial growth would be outside the main oil-bearing layer (Hitzman, 1965).[1]

Generally, the use of aerobic organisms has not been seriously considered because of the low oxygen status of reservoirs, because of the difficulties of introducing large quantities of oxygen without interfering with the waterflood and because engineers normally go to much trouble and expense to exclude oxygen to avoid corrosion of metal pipework. However, Jones (1967) proposed the use of aerobic bacteria, injected along with oxygen or air, to metabolize oil hydrocarbons in situ. Fracturing the rock formation to facilitate bacterial penetration was also proposed.

In many cases MEOR operations have proceeded as part of the waterflooding operations with nutrients and inoculum injected at one point and oil produced elsewhere (water-drive method). Alternatively the ‘huff-and-puff’ method has been used in which nutrients and inoculum are injected into a well which is then sealed for a period of months. Oil is produced by opening the well and reversing the flow.

1.4 POTENTIAL ADVANTAGES OF MEOR

MEOR offers, in principle, three advantages over other EOR systems. It is cheap, because the main raw material is an inexpensive carbohydrate source such as molasses, with or without inorganic nutrients. It is further expected that MEOR might be more effective than some types of EOR operation because the active materials would be generated throughout the reservoir, and their effectiveness would not be reduced by adsorption during migration to the site of action. It is also thought that bacteria, by diffusing out of the main lines of fluid flow, could mobilize oil in regions not accessible to other methods. The latter two advantages have yet to be proved.

1.5 LABORATORY MODELS OF MEOR

The techniques used to study oil release on a laboratory scale are of critical importance. Most reservoir rock is water-wettable and the surface is covered with a layer of water even when oil fills most of the pore-space. Oil is held in place by surface forces. Thus the displacement of oil from oil-wet surfaces is not likely to be of importance in most reservoirs.

In order to simulate the porous reservoir for displacement studies, two main devices—sandpacks and cylindrical rock cores—usually derived from outcrop rocks, have been used. Sandpacks consist of glass or plastic tubes containing fine sand or other material such as glass beads. They are easy to make in a fairly uniform fashion but the grains are not normally fused as with a rock core, and it can be difficult to obtain permeabilities in the lower range. Yarbrough (personal communication) has used lucite (perspex) tubes packed with sand and then heated to fuse the sand to the tube wall in order to prevent edge channelling. Rock cores have been used in a variety of shapes and sizes. Berea sandstone has been a favourite material because of its fairly uniform structure and easy availability in the US in a range of permeabilities. Cylindrical shapes are usually used with fluid flow induced across the ends. To prevent the escape of fluids from along the length, the surfaces can be coated with an epoxy resin or the core can be sealed in a tightly fitting rubber sleeve (Hassler cell). In the latter case it is comparatively easy to apply uniform pressure to the core independent of the pressure differential across the ends. Occasional use has been made of other materials to simulate porous rock. Thus Bubela (1983a) described the use of concrete, which can be cast in a wide range of permeabilities, and cores of sintered alundum have also been used.

In some instances visual monitoring of the progress of an experiment may be useful. For studies of oil displacement a variety of systems have been devised in which a thin layer of the porous matrix is sandwiched between sheets of plastic or glass so that flows of oil and water can be observed directly (Dawe, personal communication).

Similar arrangements have been used for bacterial experiments by the group at Queen Mary College (Andrew McKay, personal communication) and by Bubela (1983a).

The preparation of cores or sandpacks for an experiment is critical. Several workers steam-clean outcrop rocks before use to remove humic acids (Hank Yarbrough, personal communication, Jenneman et al. 1983). Sterilization may be carried out at this stage but is difficult to achieve. Jenneman et al (1983) used a commercial chlorine dioxide preparation. This, they said, reduced the counts of indigenous bacteria for 24-48 hours but the population became reestablished after this time or upon introducing nutrients. Even after steaming cores for two weeks, autoclaving for 12 hours and drying at 121°C, variable numbers of indigenous bacteria remained, presumably due to failure of steam fully to penetrate the pore structure. Jang et al. (1983) and Jang and Yen (1983) reported the use of 70% ethanol for sterilization. This, too, is unlikely to have been fully effective. The use of mercuric chloride or of low temperature to inhibit bacterial action in controls is not acceptable as both treatments reduce oil mobility (Davis and Updegraff, 1954).

Cores or sandpacks are first flooded with water. Vacuum or pressure infiltration is necessary to get good penetration. Crude oil is then pumped in until no more water is displaced. In this way the rock surfaces become water-wet while the capillaries are full of oil as in a reservoir. If water is now injected at a steady rate, oil will be expelled. It is essential to continue with this process until no more oil emerges. This represents waterflooding to exhaustion and can be used both as a control and as a preliminary to bacterial injection. The lack of an explicit mention that this operation has been properly performed, makes it difficult or impossible to evaluate some of the reports in the literature. It is of no practical use to demonstrate that a bacterial culture (plus the waterflood) will release a certain percentage of the retained oil if the waterflood alone will produce as much or more.

Oil released can be measured volumetrically. Jang and Yen (1983) extracted it into toluene, evaporated the solvent and determined the oil by weighing. This seems

advantageous if oil is released as an emulsion, as it may be if bacteria or synthetic surfactants are used, or if the quantities released are small. Small cores (say 7-5 cm x 2-5 cm) are frequently used commercially to test the effects of surfactants or polymers, but larger cores may be useful to facilitate accurate measurements of released oil and to avoid the possibility of end effects. Fluctuations in back pressure are almost inevitable: these are easily monitored by solid-state differential-pressure transducers connected across the column. Peristaltic pumps are widely available and convenient, but flow rates are very susceptible to fluctuations in back pressure. Continuous-action motor-driven syringe pumps are more expensive but can be virtually pulse-free and are much less sensitive to back pressure. Electronic flow-measuring devices are available but expensive.

2. Microbial activities and MEOR

2.1 PLUGGING AND PENETRATION OF RESERVOIR ROCK BY BACTERIA

Many authors have described the presence of a wide variety of bacteria in oil samples, formation rock and produced water. With some justification a range of undesirable activities has been attributed to bacteria and these include degradation of oil in reservoirs (Kuznetsov, Ivanov and Lyalikova, 1963; Anonymous, 1972; Westlake, 1983) the promotion of corrosion (Allred, 1976; Miller, 1971), souring by the production of H_2S , and formation plugging. The sulphate-reducing bacteria are considered to be especially undesirable (for general discussions *see* Beerstecher, 1954; Davis and Updegraff, 1954; Kuznetsov, Ivanov and Lyalikova, 1963; Davis, 1967; Moses and Springham, 1982).[1]

Pressure maintenance and waterflooding operations involve the injection of enormous volumes of water into reservoirs, and micro-organisms present in the water may cause serious plugging problems. Crawford (1983) has calculated the effects of different degrees of plugging on waterflooding operations. Reservoir engineers have devised methods of treatment to alleviate this and other problems, and water treatment prior to injection may involve the use of flocculating agents to remove solids, de-aeration, addition of biocide to prevent bacterial growth on filters, passage through various filters and, finally, the addition of substances such as oxygen scavengers, corrosion inhibitors, scale inhibitors and biocides. Two dangers arise in respect of MEOR operations: the suspension of treatment to permit bacterial inoculation and growth may permit undesirable organisms to enter, and the inoculum itself may have a detrimental effect.

It is not easy to generalize on the dangers of plugging. Some of the early work demonstrated that serious plugging of cores could occur very rapidly (Plummer *et al.*, 1944) but the waters used for the study contained a variety of bacteria, fungi, algae, protozoa, as well as precipitates of calcium carbonate and metal sulphides. Beck (1947) studied injection waters which had given rise to plugging problems and noted the

presence of a variety of bacteria together with ferrous sulphide and ferric hydroxide precipitates. He recommended pretreatment of the water by filtration and the addition of germicides. It is clearly important to distinguish between plugging caused by cells and that caused by metabolic products, and to ask to what extent different types of cells cause different degrees of plugging, so that bacteria intended for MEOR can be chosen to eliminate or minimize these problems. Particularly serious problems are likely to be caused by iron bacteria and sulphate-reducing bacteria producing ferric hydroxide and ferrous sulphide precipitates respectively, and by slimeforming organisms; these would normally be avoided in MEOR operations or used only for special purposes.[1]

Many investigators have used killed or non-growing suspensions of bacteria, injecting them into a variety of rock cores and measuring the pressure drop as an index of plugging. In some cases pressure was measured at a series of points along the core. There is general agreement that the injection of large volumes of dense bacterial suspensions produces a progressive reduction in permeability (Hart, Fekete and Flock, 1960; Kalish *et al.*, 1964; Raleigh and Flock, 1965; Jenneman *et al.*, 1983). The most severe plugging occurs at, or close to, the injection face. The greater the concentration of cells injected, the greater the degree of plugging. There is a concentration effect: a given number of cells causes more plugging if injected at low concentration than at high concentration (Hart *et al.*, 1960; Kalish *et al.*, 1964). Kalish *et al.* (1964) found that permeability values tended to stabilize after the injection of large volumes of suspension: the proportional reductions in permeability at this point were greatest in the formations of highest permeability. They attributed this to the ability of cells to penetrate further into the more permeable formations and thus cause plugging in depth. By contrast Hart, Fekete and Flock (1960) found that in some cases permeability was reduced almost to zero and were unable to relate permeability reductions to the initial permeability values of their rock samples. Using different bacterial species, Kalish *et al.* (1964) concluded that large cells cause more plugging than small cells and clumps cause more plugging than single cells. Jack, Thompson and DiBlasio (1983) isolated an anaerobic rod-shaped isolate which grew as discrete cells on sucrose medium but as

chains on glucose/fructose medium. The chains were much more effective at plugging than the discrete cells. Bubela (1983b) found that rod-shaped organisms caused greater plugging than did cocci and that the plugs are more difficult to shift by the application of pressure.

Kalish *et al.* (1964) found that the adverse effects of bacteria on core permeability could be overcome readily by increasing the applied pressure, which increased permeability apparently by dislodging cell plugs, or by acid treatment followed by reverse flooding. Chlorine treatment is an alternative (Crawford, 1983). Sharpley (1961) discussed the various problems of plugging in waterflood operations and specified safe limits for the numbers of bacterial cells in injection water. The general validity of these limits may be open to question. Allred (1976), also discussing field operations, suggested that no such generalizations could be made.

The risks of serious plugging by the inoculum itself do not seem very high. The cells are an inoculum, not a reagent, and very high numbers should not be necessary. According to Kalish *et al.* (1964) the injection of 10^8 cells of *Pseudomonas aeruginosa* into a core of 323 md permeability, reduced the permeability by only about 15% and, even with a 32 md core, 5×10^{10} cells reduced the permeability only by about half. The most vulnerable part of the formation, for geometrical reasons, is the part nearest to the face of the injection well, but that is the part easiest to clean.

Cells actually growing in the formation are likely to present a more serious problem (Jenneman *et al.*, 1983). Hitzman (1962) recommended introducing the bacteria first in the form of spores, nutrient being pumped in later when the spores had moved into the formation. This suggestion does not seem to have been followed up in field trials; in most instances the cells and medium are injected together. Despite this, plugging does not seem to have caused any serious problems. Yarbrough (personal communication) found that injectivity decreased as a result of inoculation but the effect could be overcome by pumping instead of letting fluids flow in by gravity.

Quantitative studies of penetration rates have been made by Yarbrough (personal communication) who found negative semilogarithmic relationships between spore numbers and distance moved, using a series of sample points along the length of sandpacks. Jang *et al.* (1983), using *Pseudomonas putida*, *Clostridium* sp. and *Bacillus subtilis*, found that, in general, cells were detectable in the fluid emerging from their rock cores after one pore volume of fluid had passed through. For several more pore volumes of fluid, cell concentrations remained more or less constant at a fraction of the input concentration. Eventually cell concentrations rose to equal the input level. They interpreted their data in terms of a deep bed filtration model, calculating the filtration coefficient (K_0) for cells and spores as:

$$K_0 = \frac{\ln \left(\frac{C_i}{C_L} \right)}{L}$$

L

where C_i = initial cell concentration, C_L = emerging cell concentration, L = length of core.[2]

They studied the effects of ions and chelating agents and concluded that, at low cell concentrations, filtration was mainly due to adsorption on to rock surfaces. Spores had lower filtration coefficients than cells and the presence of residual oil lowered the filtration coefficient, suggesting that cells might penetrate waterflooded reservoirs more readily than most experiments with rock cores would suggest.

In contrast to the results of Jang *et al.* (1983), Jenneman *et al.* (1983), measuring the emergence of *Pseudomonas* cells from a rock core, found that the concentration of cells emerging fluctuated with time, with no discernible pattern. The cell concentration in the effluent never exceeded 1% of the input concentration. Unfortunately Jang *et al.* (1983) presented only a generalized curve, and not the results of individual experiments, so an exact comparison is not possible.

Linear rates of cell movement can be calculated from laboratory data and the values obtained are not wholly incompatible with MEOR operations, even where considerable distances are involved between wells (Moses and Springham,

1982) . The reports of field trials generally indicate that bacteria can become distributed fairly rapidly (see the compilation of data presented by Hitzman,

1983) and, subject to the permeability limits mentioned above, there is no sign so far that penetration is a serious limitation to MEOR.

2.3 PRODUCTION OF POLYMERS AND SURFACTANTS

We have seen that polymers and surfactants can play a part either in chemical or microbial EOR. Where such materials are produced by bacteria they could either be produced above ground and injected into the reservoir, or the organisms could be injected to produce them *in situ*.

The properties required of a polymer for EOR are fairly well understood. Water viscosity must be increased up to about the same value as that of the oil being displaced. The solution must be resistant to shear degradation as high shearing forces are normally experienced when water is injected into the formation. Shear thinning has the advantage that the viscosity of the aqueous phase drops (temporarily) on injection. Reservoir brines frequently contain high concentrations of salts so these must not seriously affect viscosity. The internal surface area of reservoir rocks is enormous: Hesseink and Teeuw (1981) mention 0.1-10 m² surface area per gram of sandstone. It is therefore important that adsorption is minimal. The two polymers most used (by injection from the surface) are partly hydrolysed polyacrylamides and a polysaccharide, xanthan. Polyacrylamides are good viscosifiers at low salt concentrations but lose most of their viscosity above 1 g/dm³ NaCl and are very sensitive to shear degradation. Xanthan, a bacterial product, is a good viscosifier and is relatively insensitive to shear degradation and salt content.

Little work has been published on the generation of polysaccharide *in situ* as opposed to its injection from the surface. Xanthan itself is synthesized under aerobic conditions but some polysaccharides such as dextrans and levans can be produced anaerobically. A valuable body of experience concerning the selection and strain movement of suitable organisms is available (Sutherland, 1983). Improvements

include the selection of high-yield mutants, modification of polysaccharide properties, and mutation to eliminate unwanted products. Successful *in situ* polysaccharide generation will also require an appropriate nutrient balance. In general, for good polysaccharide production, carbohydrate must not be limiting and high carbohydrate:nitrogen ratios are generally favourable. There is some evidence that different limiting nutrients may affect the precise chemical nature of the product.

Rather less is known in general terms about the factors controlling surfactant production but it appears that these, too, would probably require control of the nutrient status in the reservoir to achieve high levels of production. The properties required of a microbial surfactant can also be predicted from a consideration of oil displacement.[5]

Under normal waterflooding conditions a large proportion of the oil is trapped by capillary (surface) forces, even in regions which are fully swept by the waterflood. Oil globules which are surrounded by water are unable to move through constrictions because this would require an increase in the interfacial surface area as the globule is distorted. If the flow rate of water is made sufficiently high, the viscous (flow) force tending to displace oil will overcome the capillary forces resisting displacement. Taber (1968) and Melrose and Brandner (1974) have stressed the utility of a single dimensionless parameter representing the balance between viscous and capillary forces. The one most frequently used is the capillary number:

where μ_w = water viscosity, F_w = water velocity and a = oil-water interfacial tension.

After waterflooding, the local displacement efficiency of oil (in well-swept zones) is likely to be about 50% and the capillary number about 10^{-6} . To exceed significantly this displacement efficiency, capillary values above 10^{-3} are required, and to approach 100% displacement, the capillary number has to be increased to about 10^{-2} (Shah, 1981). The applied pressure gradient is limited by the operating equipment and by the need to avoid fracturing the reservoir rock and cannot be increased to the

necessary values (Taber, 1968). Reduction of the interfacial tension from 30mN/m to 10^{-2} or 10^{-3} mN/m can be achieved by the use of surfactants, thus increasing the capillary number to the required value.

The attainment of ultralow values of interfacial tension is by no means straightforward. Shah (1981) provides a useful survey of some of the complexities. Interfacial tension is affected by several factors, including the properties of both the surfactant and the oil, surfactant concentration, salt concentration, temperature, and the nature of the cosurfactant. Surfactant formulations for chemical EOR are thus designed for the specific oil type, salinity and temperature of a particular reservoir. The surfactant slug injected may contain one or more surfactants, salt, a cosurfactant such as a short-chain alcohol (which has a number of desirable effects), a sacrificial agent which will preferentially adsorb to rock surfaces and minimize loss of the surfactant, and perhaps a chelating agent to remove ions which may interfere with the surfactant.

The surfactant slug moves through the reservoir displacing trapped oil droplets which are pushed ahead and merge together to form the so-called 'oil bank'. Formation and maintenance of an oil bank is considered to be essential for efficient oil recovery. Displaced oil droplets must coalesce readily so the interfacial viscosity must be low. The surfactant slug must be of an appropriate viscosity to minimize fingering, the materials must not be unstable or insoluble under reservoir conditions, and loss by adsorption on to the enormous rock surface area must be minimized. Usually a polymer slug will follow the surfactant flood to optimize the flow pattern. It can be seen that, once ideal conditions have been achieved in the surfactant slug, there will be a tendency for the composition to change by adsorption, partitioning and degradation of components and for the slug itself to break up. These factors will tend to limit the efficiency of surfactant flooding operations over any but the shortest distances.

For micro-organisms to release oil by surfactant production requires more than just production of a surfactant. An effective product must have certain specific properties, especially the ability to lower oil-water interfacial tension to 10^{-2} or 10^{-3} mN/m,

Cationic surfactants are unlikely to be useful because of adsorption on to negatively charged rock surfaces. Low values of interfacial viscosity are essential so that displaced oil ganglia can coalesce to form an oil bank. A wide variety of surface-active agents is known to be produced by micro-organisms (*see* Zajic and Panchal, 1976; Finnerty and Singer, 1983).

Where interfacial tension has been measured, the values have usually been too high to effect oil mobilization, although it should be remembered that even the best synthetic surfactants give ultralow interfacial tensions only in the presence of critical concentrations of salt. Singer *et al.* (1983) have isolated a bacterial strain (H13) which produces a glycolipid surfactant when grown on crude oil. The crude glycolipid solution gave an interfacial tension of 2×10^{-2} mN/m against hexadecane, and Finnerty and Singer (1983) mention a minimum interfacial tension of less than 10^{-5} N/m with 0-5% pentanol as cosurfactant. The material has apparently not yet been tested for oil mobilization. As it is reported to stabilize oil-in-water emulsions it would presumably inhibit oil-bank formation and would therefore not mobilize oil effectively in a conventional recovery procedure.

However, there are recent indications from other sources that microbial surfactants can give low interfacial tensions and are very effective at mobilizing oil from sandpacks and rock cores without the addition of cosurfactants. The latter property would be particularly useful for *in situ* MEOR as it would simplify the attainment of critical conditions within the reservoir.

Список литературы

1. Косачук Г.П., Сагитова Д.З., Титова Т.Н., Методы увеличения нефтеотдачи пластов Журнал «Газовая промышленность» (Москва), N004 6.4.2005
2. Самсонова А., Макаревич А. Микробиологические методы повышения вторичной добычи нефти. Журнал «Нефтехимический комплекс». № 1 2009 г.
3. Bacteriological Process for Treatment of Fluid — Bearing Earth Formation: US Pat. / С.Е. Zobell — № 2413278. —1946.
4. А.Логвиненко, А.Пан. Микробиологические методы повышения нефтеотдачи.2012г
5. Работа с сайта www.nauka.kz Микробиологическая депарафинизация нефтяных скважин
6. Овсянникова В.С Влияние микробиологического воздействия на углеводородный состав нефтей при увеличении нефтеотдачи пластов нефтевытесняющими композициями с регулируемой щелочностью.Автореферат
7. Применение микробиологического воздействия на продуктивный пласт для увеличения его нефтеотдачи в НГДУ “Чекмагушнефть”
8. Косачук Г. П., Сагитова Д. З., Титова Т. Н., Методы увеличения нефтеотдачи пластов. «Газовая промышленность» (Москва), N004 6.4.2005